

一种新型降水锁洗井液 NDF-1 的性能评价及现场试验

赵宏波¹, 贾进孝², 孟令涛³, 李兴宝¹, 孙佳才¹

(1. 中国石油长庆油田分公司第二采气厂, 陕西西安 710021; 2. 中国石油长庆油田分公司长庆实业集团公司, 陕西西安 710021; 3. 中国石油长庆油田分公司勘探部, 陕西西安 710021)

摘要:针对鄂尔多斯盆地低渗透含油气砂岩储层水锁现象普遍,严重影响油气藏动用程度并使采收率降低的问题,通过分析影响水锁效应的因素,从降低水锁程度的角度出发,选用解水锁剂、抑制剂、防水锁表面活性剂、耐高温缓蚀剂等配制成一种新型降水锁洗井液 NDF-1,对其性能进行了评价,结果表明:降水锁洗井液 NDF-1 能够使油水界面张力降至 20 mN/m 以下;岩石平均润湿角由 21.6°增至 78.6°;与清水相比,该洗井液能使井下管柱样品 6 h 和 24 h 的腐蚀速率分别下降 89.9% 和 84.7%;经钻井液和完井液污染的岩心,用降水锁洗井液 NDF-1 冲洗后,渗透率恢复到原来的 182.14%。该洗井液在鄂尔多斯盆地的 CBx-c 井进行了现场试验,该井采用降水锁洗井液 NDF-1 洗井后,产量达到原来的 185.7%。室内试验及现场试验表明,降水锁洗井液 NDF-1 能降低低渗透油气藏的水锁效应,提高油气井的产量。

关键词:低渗透油气藏 水锁 毛细管压力 洗井 CBx-c 井

中图分类号:TE252 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)06-0087-06

Performance Evaluation and Field Application of a Novel Water Lock Reducing Flushing Fluid NDF-1

Zhao Hongbo¹, Jia Jinxiao², Meng Lingtao³, Li Xingbao¹, Sun Jiakai¹

(1. The Second Gas Production Factory, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710021, China; 2. The Changqing Industrial Group, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710021, China; 3. The Exploration Department, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710021, China)

Abstract: In the Ordos Basin, water lock is common in low-permeability oil and gas bearing sandstone reservoirs, and it has serious effect on oil and gas reservoir producing degree and decreases the recovery rate. After analysis was performed on the factors influencing water lock effect, a novel water lock reducing flushing fluid NDF-1 was prepared with a water lock removal agent, inhibitor, anti-water lock surfactant and high-temperature corrosion inhibitor, so as to reduce water locking degree. After its performance evaluation was completed, the flushing fluid NDF-1 was field tested in Well CBx-c in the Ordos Basin. According to the performance evaluation, the oil/water interfacial tension dropped below 20 mN/m and the average rock wetting angle increased from 21.6° to 78.6°. The corrosion rate dropped by 89.9% and 84.7% (compared with fresh water) respectively after the downhole string samples were soaked in NDF-1 for 6 hours and 24 hours. After the core contaminated by drilling fluids and completion fluids was cleaned out by NDF-1, its permeability recovered to 182.14%. Field tests demonstrated that the gas production of Well CBx-c increased to 185.7% after it was cleaned out by NDF-1. In summary, the waterlock reducing flushing fluid NDF-1 could effectively efficiently the water lock effect in low-permeability reservoirs and increase the production rate of oil and gas wells.

Key words: low permeability reservoir; waterlock; capillary pressure; well cleanout; Well CBx-c

低渗透砂岩油气藏毛细管压力高,孔喉细小,非均质性严重,在钻采过程中极易因外来流体侵入而产生水锁等损害^[1]。水锁损害是低渗特低渗油气藏开发过程中储层受到的最主要损害之一^[2]。水锁会使油气井投产不久产量就明显下降,严重影响油气

收稿日期:2015-01-30;改回日期:2015-08-24。

作者简介:赵宏波(1976—),男,甘肃镇原人,1999年毕业于江汉石油学院地质专业,工程师,主要从事地质勘探、钻井、完井和油气藏开发方面的研究。

联系方式:2290236948@qq.com。

藏的动用程度,并使采收率降低。多年以来,许多学者围绕如何降低水锁效应开展了大量研究,提出了压裂酸化、预热地层、注混相水溶液以及添加表面活性物质等降低油气层水锁损害的方法^[3],但压裂酸化会引起水锁伤害,预热地层成本较高,注混相水溶液以及添加表面活性物质降低水锁效果也不是很好。鄂尔多斯盆地具有较好油气显示的地层有上古生界的本溪组、太原组、山西组、石盒子组和中生界的延长组、延安组,这些地层均属于以泥质胶结为主、含水、弱亲水的低渗透砂岩储层^[4-8],水锁现象普遍。为此,笔者将醇类和表面活性剂混合配制了一种新型降水锁洗井液 NDF-1,并进行了性能评价和现场试验。

1 水锁效应的危害、影响因素及评价方法

水锁是由于钻井液、完井液、固井液及酸化压裂液等外来流体侵入储层后难以完全排出,造成近井壁处储层含水饱和度增大,油、气相渗透率降低的现象^[9-10]。水锁主要由毛细管压力引起^[11],毛细管压力可用 Laplace 方程表示,即:

$$\Delta p = \frac{2\sigma}{r} \cos \theta \quad (1)$$

式中: Δp 为油水间毛细管压力, mN/m^2 ; σ 为油水界面张力, mN/m ; θ 为油水接触角, $(^\circ)$; r 为毛细管半径, m 。

1.1 水锁的危害

1) 低渗透油气藏多亲水,在排液和生产过程中,毛细管压力表现为阻力,阻止油气向井筒流动而消耗地层的驱动能量,使生产压差增大,井底流压大幅度降低;当地层有效能量不足以克服该阻力时,油气停止流动。

2) 水锁使地层含水饱和度升高,油、气相对饱和度降低,地层有效渗透率下降。

3) 水锁使投产周期延长。

4) 水锁会加剧其他伤害因素对地层渗透性的影响。

1.2 水锁的影响因素

影响水锁的因素比较多,廖锐全等人^[12]按照毛管束模型,根据 Laplace 公式和 Poiseuille 定律,推导出一定压差下、从亲水储层一定半径的毛细管中排

出一定长度外来流体所需要时间的计算公式:

$$t = \frac{4\mu L^2}{r^2 \Delta p - 2r \cos \beta} \quad (2)$$

式中: t 为时间, s ; L 为外来流体长度, m ; β 为毛细管壁上的润湿角, $(^\circ)$; μ 为外来流体的黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

由式(2)可知:水锁除了与储层内在因素孔喉半径和岩石润湿性有关外,还与侵入流体的表面张力、黏度和驱动压差侵入深度等外在因素有关。侵入流体的黏度越高,侵入深度越深,表面张力越大;孔喉半径越小,油层压力越低,越容易产生水锁,越难以解除水锁。

另外,随着亲水油气藏开采时间的增长,井壁附近的温度也逐渐降低,界面张力和束缚水饱和度随之逐渐升高,毛细管压力和贾敏效应引起的水锁伤害也相应增强^[13-15]。

1.3 水锁的评价方法

目前,评价水锁损害的常用方法主要是渗透率损害率^[16],具体方法是:首先用标准盐水饱和和经烘干、抽真空的岩心,再用氮气正向驱替后测得气相渗透率作为初始渗透率(模拟水锁前的渗透率),最后用甲酸钠溶液反向驱入岩心至稳定(模拟洗井后的伤害),静置 1 h 之后测岩心气相渗透率(模拟水锁后的渗透率),然后计算渗透率损害率,计算式为:

$$R_s = \frac{K_0 - K_{op}}{K_0} \quad (3)$$

式中: R_s 为渗透率损害率, %; K_0 为水锁前的渗透率, D ; K_{op} 为水锁后的渗透率, D 。

因该方法可能导致水敏或盐敏现象发生,所以笔者用产出的地层水过滤杂质之后代替标准盐水饱和和岩心,以避免发生水敏或盐敏现象。

2 降水锁洗井液 NDF-1 的制备

油气储层水锁伤害主要由毛细管压力引起。由式(1)可知,毛细管压力与界面张力和岩石润湿角余弦均成正比关系,所以当界面张力 σ 减少或岩石润湿角增大时,渗流阻力变小,有利于流体排出,从而降低水锁伤害。在洗井液中加入降水锁剂,其进入地层后能降低液体表面张力,增大岩石润湿角,改善低渗透油气层中流体的渗透性,从而提高钻井液和完井液的返排能力,减轻或消除油气层水锁伤害^[17]。基于以上原理,从降低油水界面张力和改变岩石润湿角出发,经过室内试验和现场实践,研制了

一种可作为降水锁洗井液的中-酸性去污液(neutral-acidic detergent fluid, 简称 NDF-1)。该降水锁洗井液以盐酸为基液, 丙二醇(G313-JSJ(A))为低碳醇降水锁剂, 磺胺氯达嗪钠(G313-JSJ(B))为抑制剂, 全氟辛基磺酰基季胺碘化物(DF-134)为防水锁表面活性剂, HSJ 为耐高温缓蚀剂, 其密度约为 1.01 kg/L, pH 值为 1.0~5.0, 与水混溶, 无沉淀。

3 降水锁洗井液 NDF-1 的性能评价

3.1 表面张力测试

由式(1)可知, 降低油水界面张力、增加水相在岩石表面的接触角, 是降低毛细管阻力的基本途径, 也是性能良好的解水锁剂的评价指标之一。采用德国某公司 K100 型表界面张力仪评价了降水锁洗井液 NDF-1 在常温下的表面张力, 并绘制了防水锁表面活性剂 DF-134 的加量与表面张力的关系曲线(见图 1)。

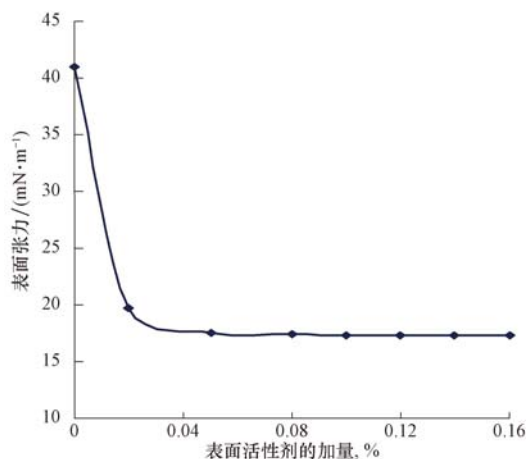


图 1 表面活性剂 DF-134 的加量与表面张力的关系

Fig. 1 The relationship between the dosage of the surfactant DF-134F and its surface tension

由图 1 可知, 防水锁表面活性剂 DF-134 在洗井液中的加量为 0.02%~0.10% 时, 就能使降水锁洗井液 NDF-1 的表面张力降至 20 mN/m 以下, 远远低于清水的表面张力(61 mN/m),

目前, 洗井液中常用的表面活性剂有 PE2070、T-80、AE121、7501、AE8301、OP-10、AE1910、AEO-5、ABS 和 T 渗透剂等, 其在洗井液中的临界质量浓度均在 100 mg/L 左右, 用其配成的洗井液的表面张力均大于 30 mN/m^[18]。与这些表面活性剂配制的洗井液相比, 在 DF-134 的加量很小的情况

下, 降水锁洗井液 NDF-1 就具有较低的表面张力, 可以作为降低低渗透砂岩油气藏水锁的洗井液。

3.2 岩石润湿角测试

选取来自鄂尔多斯盆地某一区块山 2 段的 5 块低渗透砂岩岩心, 将其磨成光面, 在 70° 条件下, 利用 HARKE-SPCA 接触角测定仪和光学投影法测定岩心经钻井液和降水锁洗井液 NDF-1 浸泡之后与水之间的润湿角, 发现用钻井液浸泡之后岩石的润湿角为 16.5~23.6°, 平均为 21.6°, 而用降水锁洗井液 NDF-1 浸泡之后岩石的润湿角普遍增大到 73.0°~81.5°, 平均为 78.6°, 大于经 TS-C、NE-288、FZ-43、Z-36 和 F75N 等助排剂浸泡之后的润湿角^[19-20], 说明降水锁洗井液 NDF-1 能够增大亲水岩石的润湿角, 可以降低低渗透砂岩油气藏的水锁效应。

3.3 腐蚀速率测试

酸洗是用酸溶解井眼附近的堵塞物和降低水锁损害的工艺, 是油气井稳产增产和注水井稳注增注的主要工艺措施之一。然而, 酸液会对设备和井下管柱造成腐蚀, 需要在洗井液中加入适当缓蚀剂减轻其对设备和井下管柱的腐蚀^[21]。降水锁洗井液 NDF-1 选用了 HSJ 耐高温缓蚀剂。在 90 °C 条件下, 将井下管柱样品分别在 HSJ 耐高温缓蚀剂加量不同的降水锁洗井液 NDF-1 中分别浸泡 6 h 和 24 h 之后测定腐蚀速率, 结果见图 2。

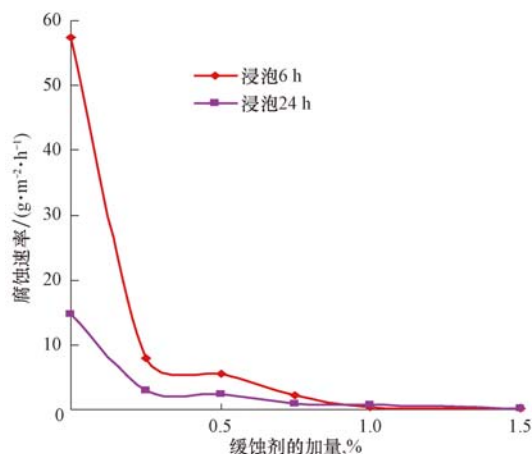


图 2 耐高温缓蚀剂 HSJ 的加量与降水锁洗井液 NDF-1 的腐蚀速率之间的关系

Fig. 2 The relationship between the application amount of high-temperature corrosion inhibitor HSJ and the corrosion rate of water lock reducing flushing fluid NDF-1

由图2可知,随HSJ耐高温缓蚀剂加量增大和浸泡时间缩短,样品腐蚀速率降低;当其加量为1.0%时,浸泡6 h和24 h后的腐蚀速率分别为 $0.361 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 和 $0.725 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$,之后如果继续增大其加量,样品腐蚀速率变化不大。在相同温度下,样品在清水中浸泡6 h和24 h后的腐蚀速率分别为 3.561 和 $4.734 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。将降水锁洗井液NDF-1的缓蚀剂换为多用酸洗缓蚀剂,样品在其中浸泡6 h和24 h后的腐蚀速率分别达到了 1.913 和 $1.454 \text{ g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。以上结果对比表明,降水锁洗井液NDF-1在耐高温缓蚀剂HSJ加量不小于1.0%时,对设备和井下管柱的腐蚀较轻,缓蚀效果较好,能满足现场施工要求,是理想的降水锁洗井液。

3.4 降水锁效果评价

利用AC-FDS-800-10000地层伤害测试系统先测定岩心经钻井液、甲酸钠溶液伤害后的渗透率,再测定伤害岩心经降水锁洗井液NDF-1冲洗后的渗透率。

3.4.1 测定步骤

1) 将经烘干、称重、抽真空、饱和标准盐水后的岩心置入AC-FDS-800-10000地层伤害测试系统岩心夹持器中,温度和围压升至设定值,反向测定岩心的气相渗透率 K_0 ,以 K_0 为基数评价岩心伤害程度。

2) 卸载内压和围压,打开地层伤害测试系统静态装置,加入钻井液,装好仪器,将温度、围压和内压升至设定值,进行钻井液伤害试验,用电子天平称滤液质量,参考1)测定岩心被钻井液伤害后的气相渗透率。

3) 按照2)的方法正向进行甲酸钠完井液伤害试验并称量滤液质量,测定岩心被甲酸钠完井液伤害后的气相渗透率。

4) 正向进行降水锁洗井液NDF-1冲洗岩心试验并称量滤液质量,测定岩心冲洗后的气相渗透率。

5) 计算岩心被钻井液、甲酸钠完井液伤害后的渗透率伤害率及冲洗后的渗透率恢复率。

3.4.2 结果分析

表1为岩心经钻井液和甲酸钠完井液伤害后用降水锁洗井液NDF-1冲洗的试验结果。利用式(4)计算岩心依次经钻井液、甲酸钠完井液伤害和降水锁洗井液NDF-1冲洗之后的渗透率及渗透率恢

复率,结果见表2。

表1 岩心经钻井液、完井液伤害和冲洗试验结果

Table 1 The contamination of drilling fluids and completion fluids in cores and the results of using flushing fluids

试验阶段	温度/ ℃	入口压力/ MPa	围压/ MPa	出口压 力/MPa	伤害时 间/h	滤液 质量/g
钻井液伤害	90	16	19	0	3	6.94
甲酸钠伤害	90	16	19	0	3	27.60
NDF-1	90	14	17	0	3	1 007.90

表2 岩心伤害前后及冲洗后的渗透率

Table 2 The core permeability before and after contamination and after cleanout

试验阶段	温度/ ℃	围压/ MPa	入口 压力/ MPa	出口 压力/ MPa	门槛 压力/ MPa	渗透 率/ mD	渗透率 恢复率, %
未伤害	90	12	3.5	0	0.50	0.812 7	
钻井液伤害	90	12	3.5	0	0.55	0.632 6	77.84
甲酸钠伤害	90	12	3.5	0	0.60	0.526 3	63.75
NDF-1	90	12	3.5	0	0.20	1.480 2	182.14

从表1可以看出,在温度(接近地层温度)、围压和出口压力差、浸泡时间相同的条件下,岩心依次经钻井液、甲酸钠完井液伤害和用降水锁洗井液NDF-1冲洗之后,从岩心中渗滤出的滤液依次增多,且洗井液NDF-1的滤液量远远大于前两者,说明三者侵入地层的深度依次增加,且洗井液NDF-1穿透了水锁伤害区域。从表2可以看出,岩心依次经钻井液、甲酸钠完井液伤害后的门槛压力和渗透率损失率依次升高,渗透率和渗透率恢复率依次降低,在用洗井液NDF-1冲洗之后,门槛压力和渗透率损失率降低,渗透率和渗透率恢复率升高,说明从钻井到完井,地层的伤害程度依次增大,而用降水锁洗井液NDF-1洗井之后,可以明显降低门槛压力和渗透率损失率、提高渗透率及其恢复率,证明降水锁洗井液NDF-1的降低水锁效果良好。

室内试验表明,降水锁洗井液NDF-1中的防水锁表面活性剂和缓蚀剂可以较好地降低洗井液的表面张力和腐蚀速度,能够使低渗砂岩油气藏由强亲水变为弱亲水或中性,降低储层毛细管压力和水锁对储层造成的伤害。

4 现场试验

CBx-c井是位于鄂尔多斯盆地的一口双分支水平井,井身结构与位于同一砂体边缘的双分支水平

井 CBx-a 井和 CBx-b 井相同。CBx-c 井位于砂体有利位置,且水平段长度大于 CBx-a 井和 CBx-b 井,投产初期日产气量应该大于 CBx-a 井和 CBx-b 井^[22]。但 CBx-c 井试气无阻流量远小于 CBx-a 井和 CBx-b 井,日产气量还不到 CBx-a 井和 CBx-b 井的一半。分析其原因认为:钻井、完井期间,由于钻井液和完井液长时间浸泡,大量外来流体及分散其中的固体微粒被挤入储层,引起储层严重水锁和固体颗粒堵塞孔隙喉道;未进行气举诱喷,而将其与高压气井串联,在高压作用下井筒内液面下降而诱喷,该工艺把堵塞在井壁附近的固体颗粒和外来液体推向离井筒更远的区域,引起水锁区域扩大,加重了储层伤害。为解除水锁,该井采用降水锁洗井液 NDF-1 进行洗井。

用 32.0 t G313-JSJ(A), 19.5 t G313-JSJ(B), 3.0 t 耐高温缓蚀剂 HSJ 和 600 kg 防水锁表面活性剂 DF-134 和盐酸,配制 300 m³ pH 值为 1.0、密度为 1.0 kg/L 的降水锁洗井液 NDF-1;再用 1.0 t 氯化钾配制 35 m³ KCl 溶液作为顶替液。

CBx-c 井洗井过程中累计注入 221.6 m³ 降水锁洗井液 NDF-1, 42 m³ KCl 溶液。经计算得知,挤入地层中的降水锁洗井液 NDF-1 共 70 m³,降水锁洗井液 NDF-1 挤入储层的平均深度约为 0.36 m。

CBx-c 井用降水锁洗井液 NDF-1 洗井后,采用连续油管进行了 3 次气举诱喷,前两次均未诱喷成功。第三次在结束 272 h 后,连续油管下至井深 200.00 m 开泵气举,当连续油管下至井深 500.00 m 后,停泵 30 min 后井口压力 4.0 MPa,说明诱喷成功。之后累计放喷 30 h,返排液量 188 m³,返排率 71.2%,返排液的 pH 值为 5.0。

分析认为, CBx-c 井地层伤害区域比较大,降水锁洗井液 NDF-1 从井壁向地层深处扩散解堵和解除水锁所需要的时间长,而前两次气举诱喷时,洗井液注入的时间比较短,降水锁洗井液 NDF-1 前端距离井壁比较近,还没有穿透水锁带或固体微粒堵塞带,气井仍然水锁严重或砂岩孔隙喉道仍然被外来固体微粒堵塞,故气举诱喷未成功;第三次气举诱喷距离洗井液注入的时间比较长,降水锁洗井液 NDF-1 穿透了水锁带和堵塞带,降低了水锁效应,气体很容易携带地层水穿过原来的水锁区域进入井筒,诱喷成功。返排液的 pH 值为 5.0,比降水锁洗井液 NDF-1 的 pH 值高,低于或等于地层水的 pH 值,也说明地层水大量进入了井筒,从侧面证明降低了水锁效应。

CBx-c 井从投产到采用降水锁洗井液 NDF-1 洗井前,关井压力一直约为 11.3 MPa,开井压力约为 6.0 MPa,产气量约为 7.0×10^4 m³/d 或不出气。洗井之后,关井压力没有变化,但是节流阀开度与洗井前相同时,井口压力升到了 7.0 MPa,产气量升到了 13.0×10^4 m³/d,相当于早期产量的 185.7%。

5 结论及建议

1) 降水锁洗井液 NDF-1 具有低表面张力、低腐蚀速率等特点,能够有效降低界面张力和增大水相润湿角,室内性能测试和现场试验都证明其对低渗透油气藏降水锁效果明显,值得推广。

2) 需对降水锁洗井液 NDF-1 的各组分含量进一步优化,以提高其降水锁的能力,并降低洗井成本。

3) 建议将降水锁洗井液 NDF-1 与钻井液、完井液和压裂液结合,研制出一种能够有效降低钻井、完井和压裂过程中水锁效应的工作液,以降低以上施工过程中水锁效应对储层的损害。

参 考 文 献

References

- [1] 蒋官澄,王晓军,关键,等. 低渗特低渗储层水锁损害定量预测方法[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(1): 69-73.
Jiang Guancheng, Wang Xiaojun, Guan Jian, et al. The quantitative prediction method of water blocking damage in low and extra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1): 69-73.
- [2] 卜彩霞,林丽娜,王永恒. 积液倒灌和水锁效应对气井生产的危害[J]. 天然气与石油, 2011, 29(5): 53-56, 105.
Bu Caixia, Lin Lina, Wang Yongheng. Damage of fluid intrusion and water lock effect on gas well production[J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(5): 53-56, 105.
- [3] 张大椿,周理志,袁学芳,等. 凝析气藏的液相伤害与防治[J]. 断块油气田, 2008, 15(4): 8-11.
Zhang Dachun, Zhou Lizhi, Yuan Xuefang, et al. Study on damage and prevention of liquid phase in gas condensate reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2008, 15(4): 8-11.
- [4] 杨俊杰,裴锡古. 中国天然气地质学: 卷四: 鄂尔多斯盆地[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 4-8.
Yang Junjie, Pei Xigu. China natural gas geology: volume four: Ordos Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 4-8.
- [5] 周进松,王念喜,赵谦平,等. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层特征及控制因素分析[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(2): 27-33.
Zhou Jinsong, Wang Nianxi, Zhao Qianping, et al. Analysis on controlling and sandstone reservoir characteristics of the upper

- Paleozoic in Ordos Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014, 36(2): 27-33.
- [6] 张琰, 崔迎春. 低渗气藏主要损害机理及保护方法的研究[J]. 地质与勘探, 2000, 36(5): 76-78.
Zhang Yan, Cui Yingchun. Investigation on the mechanism and prevention of formation damage of low-permeability gas reservoir[J]. Geology and Exploration, 2000, 36(5): 76-78.
- [7] 唐海, 吕浙江, 吕栋梁, 等. 致密低渗气藏水锁影响因素研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(4): 91-94.
Tang Hai, Lv Jianjiang, Lv Dongliang, et al. Study on influencing factors of water blocking effect on tight gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(4): 91-94.
- [8] 樊世忠. 天然气藏的损害机遇, 评价方法及保护措施: 一[J]. 低渗透油气田, 1999, 4(1): 58-63.
Fan Shizhong. The damage opportunities, the evaluation method and the protection measures of the gas accumulation: 1[J]. Low Permeability Oil and Gas Field, 1999, 4(1): 58-63.
- [9] 贺承祖, 华明琪. 油气藏物理化学[M]. 成都: 电子科技大学出版社, 1995: 34-37.
He Chengzu, Hua Mingqi. Reservoir physical chemistry[M]. Chengdu: University of Electronic Science & Technology of China Press, 1995: 34-37.
- [10] Kleelan D K, Koepf E H. The role of cores and core analysis in evaluation of formation damage[J]. Journal of Petroleum Technology, 1977, 29(5): 482-490.
- [11] 贺承祖, 华明琪. 水锁机理的定量研究[J]. 钻井液与完井液, 2000, 17(3): 4-7.
He Chengzu, Hua Mingqi. The quantitative study on water blocking mechanism[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2000, 17(3): 4-7.
- [12] 廖锐全, 徐永高, 胡雪滨. 水锁效应对低渗透储层的损害及抑制和解除方法[J]. 天然气工业, 2002, 22(6): 87-89.
Liao Ruiquan, Xu Yonggao, Hu Xuebin. Damage to low-permeability reservoir by water locking effect and its inhibiting and removing methods[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(6): 87-89.
- [13] 罗玉祥, 王海鹏, 刘超卓, 等. 原油界面张力系数与温度关系的实验研究[J]. 科学技术与工程, 2009, 9(13): 3758-3761.
Luo Yuxiang, Wang Haipeng, Liu Chaozhuo, et al. Experimental study on variation of interfacial tension coefficient of crude oil with temperature[J]. Science Technology and Engineering, 2009, 9(13): 3758-3761.
- [14] 钟新荣, 黄雷, 王利华. 低渗透气藏水锁效应研究进展[J]. 特种油气藏, 2008, 15(6): 12-15, 23.
Zhong Xinrong, Huang Lei, Wang Lihua. Research progress of water lock effect in low permeability gas reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2008, 15(6): 12-15, 23.
- [15] 胡学军, 杨胜来, 蒋利平, 等. 温度对亲水岩心束缚水饱和度的影响[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 46-48, 84.
Hu Xuejun, Yang Shenglai, Jiang Liping, et al. The effect of temperature irreducible water saturation of water-wet core[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(5): 46-48, 84.
- [16] 张振华, 鄢捷年. 用灰关分析法预测低渗砂岩储层的水锁损害[J]. 石油钻探技术, 2001, 29(6): 51-53.
Zhang Zhenhua, Yan Jienian. Using grey relational analysis method to predict low permeability sandstone reservoir water locking damage[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2001, 29(6): 51-53.
- [17] 张琰, 崔迎春. 砂砾性低渗气层水锁效应及减轻方法的试验研究[J]. 地质与勘探, 2000, 36(1): 91-94.
Zhang Yan, Cui Yingchun. Experimental study on the aqueous phase trapping of low-permeability gas sands[J]. Geology and Exploration, 2000, 36(1): 91-94.
- [18] 何芳云, 李学军, 张坤灵, 等. HNCY-2 洗井液的研制与应用[J]. 油田化学, 1993, 10(2): 116-119.
He Fangyun, Li Xuejun, Zhang Kunling, et al. Well washing fluid HNCY-2 and its field uses[J]. Oilfield Chemistry, 1993, 10(2): 116-119.
- [19] 宋长生, 何媛玲. CT5-4 酸化压裂助排剂的研制与现场应用[J]. 石油与天然气化工, 1992, 21(4): 195-200.
Song Changsheng, He Yuanling. The research and field application of the CT5-4 acidizing fracturing drainage aid[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 1992, 21(4): 195-200.
- [20] 张绪民, 马宏斌, 郭海韬. S-10(含氧表面活性剂)在油井增产措施中的应用[J]. 新疆石油科技, 1995, 5(2): 17-25, 83.
Zhang Xumin, Ma Hongbin, Guo Haitao. S-10(containing fluorine surfactant) application in oil well stimulation[J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 1995, 5(2): 17-25, 83.
- [21] 郭彬, 王宝锋. 新型酸化缓蚀综合添加剂的研制[J]. 石油钻采工艺, 1993, 15(6): 61-65.
Guo Bin, Wang Baofeng. The development of the new acidizing corrosion composite additives[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1993, 15(6): 61-65.
- [22] 胡月亭, 周煜辉, 苏义脑, 等. 水平井水平段长度优化设计方法[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 80-86, 124.
Hu Yueting, Zhou Yuhui, Su Yinao, et al. Methods of optimal horizontal length of a horizontal well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(4): 80-86, 124.

[编辑 刘文臣]